

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Особенности разработки месторождений Крайнего Севера УДК 622.279-047.44(211-17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Рябков Георгий Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Рябкову Георгию Анатольевичу

Тема работы:

Особенности разработки месторождений Крайнего Севера	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологические регламенты, фондовая и научная литература, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Геологические особенности газовых месторождений Крайнего Севера, их учет при проектировании разработки месторождения; месторождения, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам; современный подход к разработке данных месторождений; проектирование разработки на примере X месторождения: обоснование выбора эксплуатационных объектов, агентов воздействия на пласт и системы размещения и плотности сеток скважин.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
Опыт освоения и эксплуатации крупных газовых месторождений Крайнего Севера	
Проектирование разработки месторождения в условиях Крайнего Севера на примере X месторождения	
Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Рябков Георгий Анатольевич		18.02.2018

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Рябкову Георгию Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Экономический анализ системы разработки	Проведен экономический анализ системы разработки X месторождения
2. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат	Проведена оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат
3. Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта	Обоснован выбор системы разработки отдельно по пластам и для месторождения в целом.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.04.2018
--	------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		16.04.2018

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Рябков Георгий Анатольевич		16.04.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Рябкову Георгию Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – установки комплексной подготовки газа месторождения Крайнего Севера.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: 1. работы во взрыво- и пожароопасных помещениях; 2. обслуживание запорной арматуры оборудования, находящегося под высоким давлением; 3. проведение газоопасных и огневых работ вблизи действующего технологического оборудования; 4. обслуживание установок в различных метеорологических условиях. Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
<b>2. Экологическая безопасность</b>	Оценка и анализ воздействия установки комплексной подготовки газа на состояние атмосферы, поверхностных вод, почвы и недр. Комплекс мер по охране окружающей среды.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций.

	Описание наиболее вероятной ЧС – пожара, его источников, действий при пожаре и комплекса мер по обеспечению пожарной безопасности.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	Меры по обеспечению безопасности при эксплуатации производственных объектов.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	22.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		22.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Рябков Георгий Анатольевич		22.03.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 страниц, 18 рисунков, 8 таблиц, 23 источника информации, 1 приложение.

Ключевые слова: низкопроницаемые коллекторы, нефть, газ, месторождение, скважина, разработка, поддержание пластового давления, освоение, установка комплексной подготовки газа.

Объектом исследования являются нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения Крайнего Севера.

Цель работы – проведение анализа разработки месторождений в условиях Крайнего Севера.

В процессе исследования рассмотрен опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера, а также изучены особенности разработки нефтяного месторождения на примере Х.

Область применения: изученные геологические и технологические особенности рационально применить при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера.

## Обозначения, определения и сокращения

**ОПР** – опытно-промышленная разработка;  
**УВ** – углеводороды;  
**НПК** – низкопроницаемые коллекторы;  
**ТРИЗ** – трудноизвлекаемые запасы;  
**ТИН** – трудноизвлекаемые нефти;  
**КИН** – коэффициент извлечения нефти;  
**АВПД** – аномально высокое пластовое давление;  
**ГДИ** – гидродинамические исследования;  
**ГРП** – гидроразрыв пласта;  
**ПЗП** – призабойная зона пласта;  
**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;  
**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;  
**СКО** – солянокислотная обработка;  
**ГС** – горизонтальная скважина;  
**ННС** – наклонно-направленная скважина;  
**МГРП** – многократный гидроразрыв пласта;  
**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;  
**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;  
**ДПЗ** – допустимые пределы загрязнения;  
**ПСС** – проектная плотность сетки;  
**УКПГ** – установка комплексной подготовки газа;  
**ДЭГ** – диэтиленгликоль;  
**ПДК** – предельно-допустимая концентрация;  
**ЛВЖ** – легковоспламеняющиеся жидкости.



## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ОПЫТ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.....	13
1.1 Учет промыслово-геологических особенностей при проектировании и управлении разработкой .....	13
1.2 Оптимизация систем разработки и схем размещения скважин на площади газоносности.....	19
1.3 Особенности геологического строения и разработки залежей нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам .....	25
1.3.1 Обзор опыта разработки залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах .....	31
1.3.2 Современный подход к системе разработки нефтяных месторождений, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам .....	35
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ... ..	13
2.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов .....	39
2.2 Обоснование агентов для воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления .....	44
2.3 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин .....	49
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
3.1 Экономический анализ системы разработки.....	52
3.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат .....	54

3.3 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта .....	57
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	63
4.1 Производственная безопасность.....	63
4.2 Экологическая безопасность.....	68
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	73
Список используемых источников.....	74
Приложение А .....	77

## ВВЕДЕНИЕ

Современная газовая промышленность России неразрывно связана с разработкой и эксплуатацией месторождений Крайнего Севера. Большинство запасов природного газа приходится на нефтегазоносные территории, расположенные на севере Западной Сибири. Работа в условиях низких температур, грунтов с сезонной или вечной мерзлотой, а также не всегда благоприятные фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора требуют нестандартного подхода к процессам добычи, а также организации труда рабочих.

Запасы природного газа приурочены в основном к сеноманским залежам, расположенным на глубине от полутора до двух с половиной тысяч метров. В среднем невысокие пластовые давления требуют активного включения в систему подготовки дожимных компрессорных станций, предназначенных для повышения давления газа в технологической цепи, а также на подаче в магистральный газопровод. Второй характерной чертой подготовки продукции скважин Крайнего Севера является необходимость охлаждения товарного газа перед его поступлением в газопровод, так как недостаточное охлаждение газа может вызвать растепление мерзлых грунтов, приводящее к просадке, деформации, а также разрушению трубопровода.

Исследование проблем добычи нефти и газа в условиях Крайнего Севера и выявление тенденций инновационных подходов в освоении и промышленной эксплуатации углеводородных месторождений полезных ископаемых является актуальным для современного процесса освоения Крайнего Севера.

Специфика природных условий Крайнего Севера обуславливает их влияние на ведение горных работ. Подземная разработка месторождений ведётся с учётом повышенной несущей способности и устойчивости мёрзлых пород, отсутствия притоков воды, малой газоносности и низкой интенсивности окислительных процессов.

Одними из основных причин снижения производительности скважин месторождений Крайнего Севера являются усиленное гидратообразование и накопление пластовой жидкости на забое, что при определенных условиях приводит к глушению продуктивного пласта и прекращению процесса добычи газа.

В связи с этим, необходимо выявление и конкретизация особенностей строения низкопроницаемых коллекторов, выбор подходящих агентов воздействия на пласты, выбор оптимальной системы размещения и плотности сеток скважин.

В данной работе рассмотрены особенности разработки месторождений крайнего севера на примере X месторождения Тюменской области. Изучен опыт освоения и эксплуатации крупных газовых месторождений, в условиях низкопроницаемых коллекторов.

## **1. ОПЫТ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

Информация главы 1 (страницы 13 – 38) скрыта, так как содержит  
конфиденциальную информацию.

## 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В пределах X месторождения промышленная нефтеносность установлена: в пластах абалакской свиты – ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> и тюменской свиты – ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub> (глава 2). Каждый из пластов содержит по одной залежи нефти. Площади нефтеносности пластов составляют: ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> – 126060 км<sup>2</sup>, ЮС<sub>2</sub> – 116080 км<sup>2</sup>, ЮС<sub>3</sub> – 97020 км<sup>2</sup>, ЮС<sub>4</sub> – 35078 км<sup>2</sup>. Залежи всех пластов (в плане) перекрываются (рисунок 13).

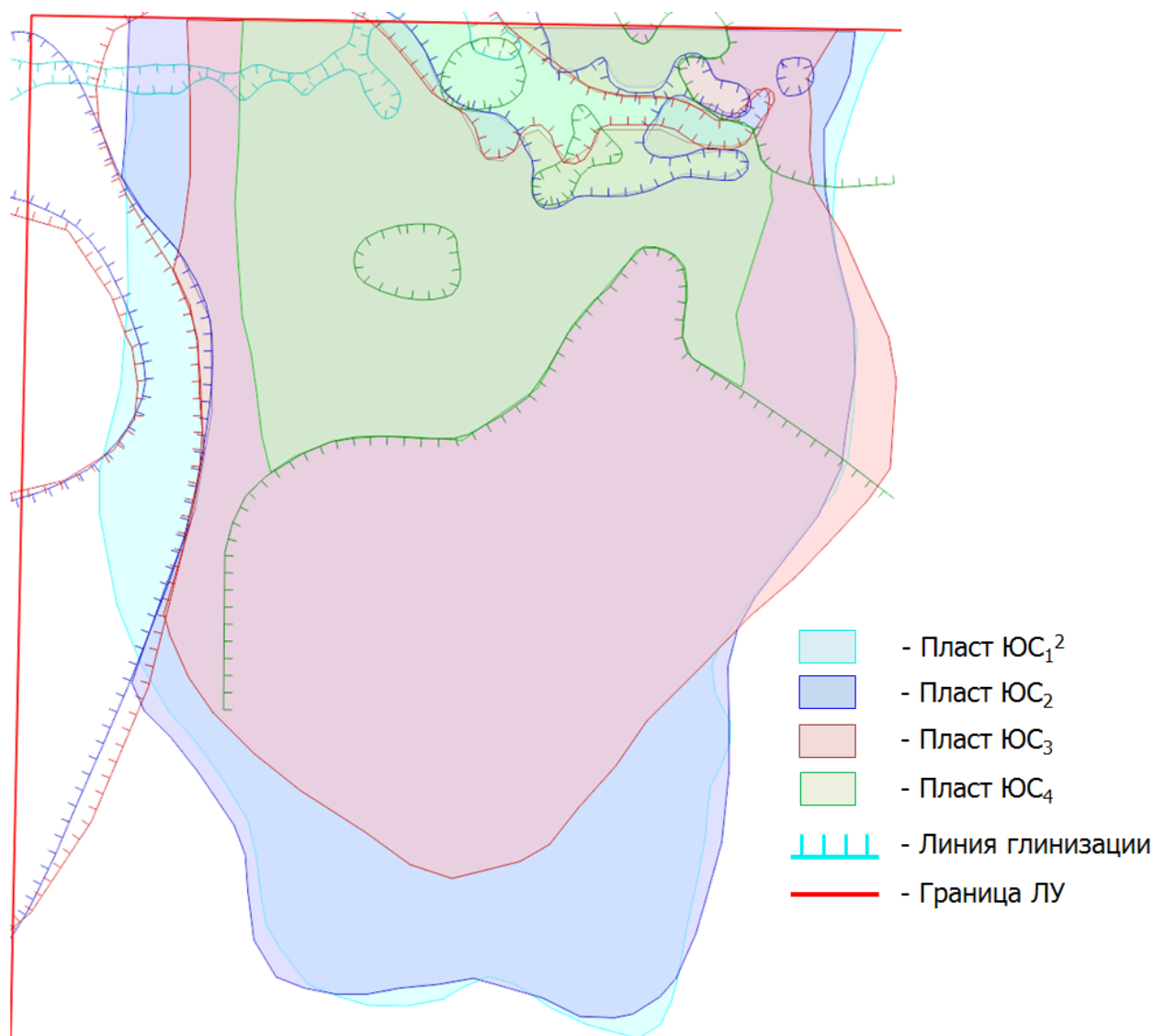


Рисунок 13 – Карта совмещенных контуров

Наибольшей площадью распространения нефтенасыщенных коллекторов обладает залежь пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>. Геолого-физическая характеристика продуктивных отложений представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Геолого-физическая характеристика. X месторождение. Пласты ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub>

Параметры	Продуктивный пласт			
	ЮС <sub>1</sub> <sup>2</sup>	ЮС <sub>2</sub>	ЮС <sub>3</sub>	ЮС <sub>4</sub>
Количество пробуренных скважин	34	13	4	1
Средняя глубина залегания кровли (АО), м	2 880	2 940	2 955	2 970
Тип залежи	пластово-сводовая, литологически экранированная			
Тип коллектора	терригенный			
Средняя общая толщина, м	23.8	27.8	22	18.6
Средняя эффект. нефтенасыщенная толщина, м	4.9	4.3	3.8	2.9
Коэффициент пористости, доли ед.	0.170	0.152	0.169	0.153
Коэффициент нефтенасыщенности (кат. С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub> ), д. ед.	0.525	0.644	0.531	0.453
Проницаемость, мД	29.8	1.0	1.0	1.0
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0.21	0.15	0.17	0.16
Расчлененность	5.4	4.5	2.7	3.1
Начальное пластовое давление, МПа	30.7	32.0	32.0	32.0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	2.0	2.1	2.8	2.8
Абсолютная отметка ВНК, м	-2928	-2984	-3003	-2998
Давление насыщения нефти газом, МПа	10.2	10.9	12.2	12.2
Газосодержание (категория С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> ), м <sup>3</sup> /т	71.4/71.4	46.0/46.0	64.2/64.2	64.2/64.2
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0.470	0.532	0.433	0.336
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(мПа*с)	0.586	0.435	0.240	0.240

Коллекторы выделенных пластов характеризуется сложным геологическим строением: значительной неоднородностью разреза отложений по площади и вертикали, низкой нефтенасыщенной толщиной пластов ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub>, ЮС<sub>4</sub>, присутствием зон замещения коллекторов, невыдержанностью и сильной расчлененностью песчаных пластов. Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов

Параметр	Показатели		Пласт			
			ЮС <sub>1</sub> <sup>2</sup>	ЮС <sub>2</sub>	ЮС <sub>3</sub>	ЮС <sub>4</sub>
Общая толщина, м	Среднее значение, м		23.8	27.8	22.0	18.6
	Интервал изм., м	от	16.2	19.5	17.7	6.2
		до	39.3	45.1	35.8	33.2
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение, м		4.9	4.3	3.8	2.9
	Интервал изм., м	от	2.2	0.5	0.5	0.4
		до	10.5	18	14.5	11.9
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение, м		-	-	-	-
	Интервал изм., м	от	-	-	-	-
		до	-	-	-	-
Коэффициент песчанистости, д.ед.	Среднее значение, м		0.21	0.15	0.17	0.16
	Интервал изм., м	от	0.04	0.06	0.01	0.01
		до	0.80	0.42	0.61	0.5
Коэффициент расчлененности, д.ед.	Среднее значение, м		5.4	4.5	2.7	3.1
	Интервал изм., м	от	2	1	1	1
		до	10	11	8	7

Толщина глинистого раздела между пластами ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮС<sub>2-4</sub> по скважинам изменяется от 32 м до 65 м и в среднем составляет 39 м, т.е. пласты достаточно удалены. Этаж нефтеносности составляет ~119 м.

Отложения абалакской свиты пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> образовывались в морских условиях с широким развитием в дельтах крупных рек. Изменения уровня моря способствовали формированию многочисленных пачек песчаных и глинистых



пород, создавая при расчлененном палеорельефе морского дна ловушки структурного и литологического типов. Формирование осадконакоплений тюменской свиты (пласты ЮС<sub>2</sub>-ЮС<sub>4</sub>) происходило в континентальных условиях с довольно сложной морфологией: возвышения, русла рек, болотистые места, озера, заливы, лиманы, водоемы разного размера и глубины.

Различия в генезисе формирования и условиях осадконакопления продуктивных пластов нашли отражение в отличии их геолого – физических характеристиках (таблица 4) и, как следствие, несопоставимо разных добычных возможностях пластов.

Согласно проектным решениям действующего ПТД на X месторождении выделен один объект разработки – объект ЮС<sub>1-4</sub>, объединяющий пласты ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub>. Разработка объекта ЮС<sub>1-4</sub> предполагается согласно схеме семиточечной площадной обращенной системе с расстоянием между скважинами 500 м, программа ГТМ предлагает проведение ГРП с целью выравнивания темпов выработки запасов, предусмотрена одновременно-раздельная закачка для поддержания пластового в условиях массового проведения ГРП [16].

Впервые выделение и обоснование единого объекта разработки, объединяющего все продуктивные пласты, проведено в рамках «Технологической схемы разработки X месторождения». Пробуренный фонд на дату анализа составлял 17 скважин. Объединение пластов ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub> в один объект произошло на основании нескольких пунктов:

- ✓ Совпадение залежей всех пластов в плане;
- ✓ Одинаковые режимы и термобарические условия залегания;
- ✓ Малые нефтенасыщенные толщины каждого из трех нижних пластов (ЮС<sub>2</sub> – 1.9 м, ЮС<sub>3</sub> – 2.6 м и ЮС<sub>4</sub> – 2.0 м);
- ✓ Низкие удельные НИЗ на одну скважину по трем нижним пластам;
- ✓ Экономически нерентабельная эксплуатация каждого из нижезалегающих пластов ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub> самостоятельной сеткой.

С момента составления «Тех. схемы...», 2007 г. в пределах X месторождения пробурена 41 скважина (в т.ч. три разведочные скважины), отобран керн, проведены стандартные и специальные исследования керна материала, проведены ГДИС, ПГИС. Результаты бурения новых скважин, проведенный комплекс исследований, длительная раздельная и совместная разработка продуктивных пластов в составе одного объекта ЮС<sub>1-4</sub> позволили значительно расширить представления о строении залежей нефти пластов ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮС<sub>2-4</sub>. Произошло значительное увеличение геологических запасов нефти, в результате уточнения нефтенасыщенных толщин и ФЕС, как по месторождению в целом так и по пластам отдельно, за исключением пласта ЮС<sub>4</sub> (рисунок 14) [17].

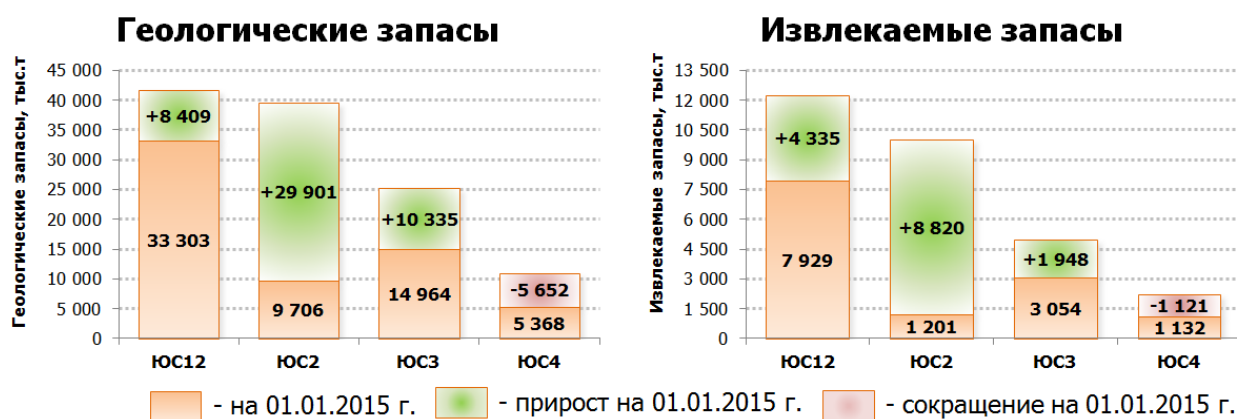


Рисунок 14 – Изменение геологических и извлекаемых запасов (категория С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>)

Пласт ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, приуроченный к верхнеюрским отложениям абалакской свиты согласно литолого-стратиграфическому разрезу X месторождения, обладает более благоприятными характеристиками в сравнение с пластами тюменской свиты ЮС<sub>2</sub>-ЮС<sub>4</sub>, что отражается в результатах испытаний продуктивных интервалов и подтверждается показателями разработки - темп и характер выработки запасов нефти, динамика обводнения. Добычный потенциал пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> более чем в разы превышает потенциал пластов ЮС<sub>2</sub>-ЮС<sub>4</sub>.

Приведённые факты свидетельствуют о том, что на фоне значительного различия пластов как по геолого – физическим характеристикам, так и по добычным возможностям пластов, при определении путей решения задач

эффективной разработки месторождения, к каждому пласту необходимо применять свою систему разработки, соответствующую его особенностям геологического строения и его продуктивному потенциалу. Этому способствуют и сложившиеся на месторождении условия как геологического, так и промыслового характера.

Стоит отметить, на этапе опытно-промышленных работ в 2001 г. в пределах Кулунского месторождения, расположенного на территории Х ЛУ, в схожих геолого-промысловых условиях пластов ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮС<sub>2</sub> предложено аналогичное объединение продуктивных пластов в один объект разработки ЮС<sub>1-2</sub>; однако, после продолжительной эксплуатации, результатов нового бурения и испытаний в рамках Исполнения к тех.схеме принято разукрупнить объект ЮС<sub>1-2</sub>, опираясь на различие в геологических и фильтрационно-емкостных параметрах [16].

В настоящей работе на текущем этапе изученности Х месторождения согласно вышеизложенным фактам и опыту проектирования одновозрастных отложений предлагается выделить два объекта разработки – объект ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, включающий пласт ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, объект ЮС<sub>2-4</sub>, включающий пласты ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub> (рисунок 15).



Рисунок 15 – Объекты разработки Х месторождения

## 2.2 Обоснование агентов для воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления

Методы воздействия на продуктивные пласты предназначены для увеличения производительности скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Выбор метода воздействия на пласт осуществляется с учетом особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств, состава пластовых пород и насыщающих их флюидов.

Особое значение применение эффективных технологий воздействия на пласт приобретает при разработке залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти, сосредоточенными в низкопроницаемых неоднородных коллекторах.

Для геолого-физических условий продуктивных пластов X месторождения перспективным представляется применение следующих технологий:

- методы обработки призабойной зоны – закачка кислотных составов и растворителей;
- передовые методы заканчивания скважин (современные буровые растворы, применение мощных перфораторов на трубах, в кислотной среде и на депрессии, применение многосекционных скважинных фильтров);
- закачка воды для поддержания необходимого пластового давления и вытеснения нефти;
- ГРП, в том числе и многосекционный в горизонтальных скважинах;

Основным методом воздействия на пласт при разработке нефтяных месторождений в Западной Сибири является заводнение, которое направлено на поддержание пластового давления и вытеснение нефти из гидрофильного пласта. Другие методы: тепловое воздействие, полимерное заводнение, закачка газа высокого давления и закачка водогазовых смесей из-за значительных финансовых затрат и технологических трудностей в настоящее время не используются.

Различают следующие технологии заводнения: непосредственно закачка минерализованной, пресной или подтоварной воды, закачка воды с

добавлением химических реагентов, способствующих сохранению фильтрационно-емкостных свойств пласта, и закачка воды с добавлением реагентов, обеспечивающих увеличение коэффициента вытеснения нефти. Выбор агента определяется коллекторскими свойствами пласта и обеспеченностью водными ресурсами.

При закачке воды в породы - коллекторы особенно с низкой проницаемостью на процесс вытеснения нефти водой наибольшее влияние оказывают проницаемость, структура порового пространства, а также характер смачиваемости породы и набухаемость глинистых минералов. Поэтому для сохранения коллекторских свойств пласта и достижения проектных показателей по вытеснению нефти к закачиваемой воде предъявляются дополнительные требования: минимальное содержание механических примесей, примесей углеводородов и минимальное влияние на набухание глин.

Промысловый опыт внедрения заводнения на нефтяных месторождениях показывает, что наиболее эффективное вытеснение нефти происходит при использовании минерализованной воды, химический состав которой соответствует составу пластовой воды. В этом случае обеспечивается сохранение коллекторских свойств пласта, отсутствуют негативные явления (кольматация ПЗП нагнетательных скважин, отложение солей и набухание глин) и достигается максимальный коэффициент вытеснения нефти для данного коллектора.

При закачке в пласт воды другого минерального состава происходит набухание глинистого цемента. Набухающие в закачиваемой воде минералы снижают пористость и проницаемость породы и препятствуют эффективному вытеснению нефти. Лабораторные эксперименты показывают, что при снижении общей минерализации закачиваемой (подтоварной) воды относительно пластовой более чем в три раза может вызывать набухание глин сравнимое с набуханием в пресной воде.

При закачке пресной воды или воды другой минерализации набухание глин пород-коллекторов X месторождения не исключается. В случае набухания

глинистого цемента могут произойти значительные изменения ФЕС и изменение структуры порового пространства в целом. Поэтому для эффективной разработки рассматриваемых пород-коллекторов в процессе закачки воды целесообразно использование реагентов для предотвращения набухания (стабилизации) глин, так как набухание в большинстве случаев является необратимым процессом.

Для стабилизации глинистых минералов в пласте применяют различные методы. Наиболее широко используют соли калия (KCl), из-за их эффективности, низкой стоимости, и хорошей совместимости с пластовыми водами. Они могут закачиваться как в нагнетательные, так и в добывающие скважины (в качестве жидкостей глушения). Недостатком солей калия является необходимость их периодической закачки, т.к. они не адсорбируются на породе пласта.

Для снижения набухания глин при закачке воды в пласт могут быть применены гидрофобизирующие вещества, которые снижают смачиваемость породы водой. В качестве гидрофобизаторов могут использоваться катионоактивные ПАВ и некоторые полимеры. Наиболее эффективными гидрофобизаторами являются кремнийорганические соединения (полисилоксаны), которые отличаются высокой адгезией к различным природным материалам и отличаются высокой термостабильностью. Полисилоксаны способны образовывать мономолекулярное покрытие на поверхности глинистых минералов, практически не смачиваемое водой и обеспечивающее сохранение абсолютной проницаемости и пористости коллектора. Важной особенностью гидрофобизаторов является то, что при их использовании для обработки нагнетательных скважин не только предотвращается набухание глин в пласте, но и увеличивается приемистость скважин.

Таким образом, при разработке коллекторов, содержащих глинистые минералы, следует учитывать особенности таких залежей. Для предотвращения негативных тенденций, связанных с набуханием глин необходима закачка

специальных агентов для стабилизации глин. Набухание глин следует учитывать также при использовании технологий увеличения нефтеотдачи пластов.

Промысловый и лабораторный опыт показывает, что сохранение коллекторских свойств пласта и предельный коэффициент вытеснения нефти без применения специальных нефтевытесняющих реагентов могут быть достигнуты при закачке в пласт воды, наиболее близкой по составу к пластовой воде. Для Западной Сибири – это сеноманская вода. При этом обеспечивается высокая проникающая способность закачиваемой воды в поровое пространство породы, поддерживается минимальное межфазное натяжение на границе «вода-нефть», сохраняются фильтрационно-емкостные свойства коллектора и отсутствуют негативные явления (набухание глин, образование солей, стимулирование биоценоза и кольматация продуктами коррозии).

При использовании воды другого состава, а также при закачке комплексных составов для обработки призабойной зоны пласта и увеличения нефтеотдачи пластов необходимо учитывать особенности минералогического состава пород, свойства пластовых флюидов и фильтрационно-емкостных свойств залежей. Это особенно важно при заводнении глинистых и низкопроницаемых коллекторов. Используемые агенты кроме основного своего назначения должны обладать минимально негативным действием на пласт и обеспечивать долгосрочную и продуктивную разработку объекта.

При выборе источника воды для проектируемой системы необходимо руководствоваться объемами, химической совместимостью воды возможного источника с пластовой, а также допустимыми пределами загрязнения (ДПЗ) нагнетаемой воды для данного объекта.

Для сохранения фильтрационно-емкостных свойств пласта требуется тщательная очистка закачиваемой воды от механических примесей и нефтепродуктов. При закачке в пласт воды, содержащей повышенное количество мехпримесей и нефтепродуктов, происходит рост давления закачки и снижается ее эффективность. Рост давления воды вызывает различного рода

негативные последствия (нарушение герметичности скважинного оборудования, нарушение целостности цементного камня, микрогидроразрыв пласта и т.д.) и приводит к увеличению энергозатрат [18].

### **2.3 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин**

Согласно решениям действующего ПТД предусмотрено выделение одного объекта разработки ЮС<sub>1-4</sub>, объединяющего продуктивные пласты абалакской (пласт ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>) и тюменской (пласты ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub>) свит. Разработка объекта предполагает размещение скважин по обращенной площадной семиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 м, плотность проектной сетки при этом составляет 21.7 га/скв.

По состоянию на 01.01.2015 г. разработка объекта ведется преимущественно в северо-восточной части месторождения, охват площади бурением составляет 18%, реализация проектного фонда – 14 %, плотность фактического бурения составляет 21.8 га/скв. Бурение и добыча УВС ведется согласно утвержденной схеме размещения скважин с формированием элементов обращенной площадной семиточечной системе, расстояние между скважинами варьируется в пределах 500-540 м. Основная доля пробуренного фонда (~93 %) эксплуатируется в интервалах пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, добыча которого определяет 91 % всей добычи нефти на месторождении. Согласно анализу геолого-промысловой информации, текущие темпы добычи и обводнения пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> полностью соответствуют характеру выработки запасов в интервалах рассматриваемого пласта, что говорит о том, что применяемая система разработки (включающая в себя систему заводнения, схему расположения скважин и геолого-технологические мероприятия) эффективна к условиям пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>. В дальнейшем пересмотр формируемой системы разработки для пласта ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> нецелесообразен.

Запасы пластов тюменской свиты (пласты ЮС<sub>2-4</sub>) на текущий момент



охвачены незначительной долей пробуренного фонда (~7 %), отбор от НИЗ (категория  $C_1$ ) составляет 3 %. Утвержденными проектными решениями разработка нижележащих пластов тюменской свиты планировалась при совместной эксплуатации скважин с пластом  $ЮС_1^2$ , плотность проектной сетки – 21.7 га/скв. Полученная новая геолого-промысловая информация в период с 2012 по 2014 гг. показывает, что продолжение совместной эксплуатации пластов абалакской и тюменской свит невозможно в силу различия геологических и фильтрационно-емкостных свойств, отражением чего является снижение дебитов жидкости при совместной эксплуатации на 26 %. Задачей настоящей работы является разукрупнение объектов разработки, и формирование эффективной системы разработки для пластов тюменской свиты. При сохранении проектной плотности сетки (ПСС – 21.7 га/скв.) действующего ПТД на  $ЮС_{2-4}$  существует опасение в достижение утвержденной величины извлекаемых запасов. Возникшие опасения подтверждают расчеты на актуальных геолого-гидродинамических моделях (глава 3), при расчете варианта, сохраняющего систему разработки действующих проектных решений в отношении пластов  $ЮС_{2-4}$  (обращенная площадная 7-т. на основе ННС с расстоянием между скважинами 500 м), коэффициент нефтеотдачи составил 0.188 при утвержденном 0.230, накопленный отбор на одну добывающую скважину – 45.4 тыс.т/скв. В таком, случае достижение утвержденных величин КИН возможно при более плотной сетке скважин.

Отталкиваясь от опыта разработки одновозрастных отложений на месторождениях-аналогах, определена зависимость коэффициента охвата от плотности сетки скважин (рисунок 16). Для коллекторов тюменской свиты оптимальная плотность находится в диапазоне от 17-19 га/скв. В условиях X месторождения рекомендуемая плотность составляет 18.7 га/скв.

### Характеристика месторождений-аналогов

Месторождение	Район	Пласт	Система разработки	Квыт, д.ед.	КИН, д.ед.	Кохв, д.ед.	ПСС, га/скв.
Кулунское	ХМАО	ЮС <sub>2</sub>	площадная 9-т.	0.450	0.274	<b>0.610</b>	<b>18.4</b>
Вареягское	ХМАО	ЮС <sub>2-3</sub>	площадная 5-т.	0.469	0.210	<b>0.448</b>	<b>19.0</b>
Северо-Демьянское	ХМАО	ЮС <sub>2-5</sub>	однорядная на основе ГС	0.335	0.170	<b>0.507</b>	<b>17.5</b>
<b>Унтыгейское</b>	<b>ХМАО</b>	<b>ЮС<sub>2-4</sub></b>		<b>0.446</b>	<b>0.230</b>	<b>0.515</b>	

### Зависимость коэффициента охвата от плотности сетки скважин

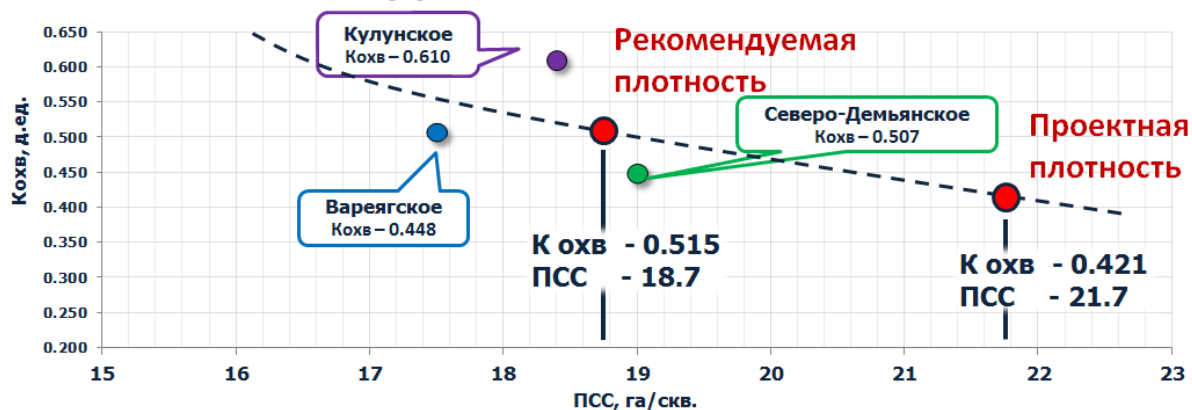


Рисунок 16 – Зависимость коэффициента охвата от ПСС

С целью достижения экономической эффективности и сокращения капитальных вложений при разработке отложений тюменской свиты предлагается формировать систему на основе горизонтальных скважин с применением современных геолого-технологических мероприятий по увеличению нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся коллектора тюменской свиты. Одним из таких эффективных мероприятий является технология многостадийного гидроразрыва пласта, успешно апробированная в 2015 г. в интервалах пласта ЮС<sub>2</sub> – скважина №1529, длина ГС – 500 м и 4 стадии ГРП [16].

### **3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Экономический анализ системы разработки**

Оценка экономической эффективности выполнена по месторождению в динамике до конца разработки.

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята в размере 13 235 рублей за тонну с НДС. Реализация нефти на внутреннем и мировом рынках в процентном отношении составляет 60/40. Расчеты экономических показателей проведены в постоянных ценах.

Эффективность предлагаемых технологических решений по разработке оценивается системой расчетных показателей:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы;
- прибыль от реализации;
- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма рентабельности;
- индекс доходности;
- срок окупаемости капитальных вложений;
- доход государства.

Данная система показателей позволяет прогнозировать производственную деятельность предприятия, его финансово-экономическое состояние, а также учесть интересы федерального и местного бюджетов.

**Капитальные вложения** представляют собой совокупность затрат на создание, и расширение основных фондов. Они включают затраты на выполнение необходимого объема работ по эксплуатационному бурению и нефтепромысловому обустройству месторождения.

**Эксплуатационные расходы** - это текущие затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов по добыче нефти, газа, конденсата и их реализации.

**Прибыль от реализации** - важнейший показатель конечных результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятия, представляющий собой разность между выручкой от реализации углеводородного сырья и затратами на их добычу.

**Чистый доход** представляет собой разность между наличием средств от производственно-финансовой деятельности и затратами на освоение месторождения. Положительное значение денежных поступлений считается подтверждением целесообразности инвестирования средств в разработку месторождения (в проект), а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

**Чистый дисконтированный доход** рассчитывается с применением нормы дисконтирования по ставке 10 % и 15 % согласно требованиям РД.

**Внутренняя норма рентабельности** – коэффициент рентабельности инвестиций, рассчитывается путем нахождения ставки дисконтирования, при которой приведенная стоимость будущих денежных поступлений равняется сумме инвестиций, т.е. это - то значение нормы дисконтирования, при котором накопленные дисконтированные денежные поступления за расчетный период равны нулю.

**Индекс доходности** характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных поступлений к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений.

**Срок окупаемости капитальных вложений** - это продолжительность периода, в течение которого поступление денежных средств от производственной деятельности предприятия покрывает затраты на инвестиции, т.е. это тот период, за пределами которого накопленные чистые дисконтированные поступления становятся и, в дальнейшем, остаются неотрицательными.

Доход государства складывается из суммы налогов и отчислений, перечисляемых в государственный бюджет.

### **3.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат**

#### ***Капитальные вложения***

Потребность в капитальных вложениях, необходимых для разработки X месторождения, определена в соответствии с технологическими решениями по основным направлениям затрат: бурение и нефтепромысловое обустройство.

Затраты на бурение рассчитаны исходя из объема эксплуатационного бурения и стоимости одного метра строительства скважины. Стоимость строительства одного метра эксплуатационной скважины принята в размере:

- наклонно-направленной скважины - 18 053 руб./м.,
- горизонтальной скважины – 31 423 руб./м.

Стоимость зарезки бокового ствола – 33 037 тыс.руб./скв.

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство учтены по следующим направлениям: сбор, транспорт и подготовка нефти, поддержание пластового давления, электроснабжение, автоматизация и связь, а также автодорожное строительство, базы производственного обслуживания, природоохранные мероприятия и прочие объекты.

Капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство рассчитываются согласно принятым удельным затратам и количества вводимых добывающих и нагнетательных скважин.

Кроме того, учтены капитальные вложения в строительство объектов промыслового обустройства согласно бизнес-плану освоения инвестиционных вложений (таблица 6).

Таблица 6 – План-график освоения инвестиционных вложений, тыс. руб.  
(без НДС)

Объекты	Мощность или протяженность	Год строит.	Стоимость, млн.руб.
<b>ПОДГОТОВКА К БУРЕНИЮ</b>			
Инженерная подготовка КП№8 Подъездная а/д к КП №8 с мостом	170 000 м3	2015	30.664
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 до УДР	6 км	2015	19.869
Высоконапорный водовод системы ППД от УЗА №2 до куста№8	3,2 км	2015	15.637
ВЛ-10кВ №1 от РУ 10 кВ до КТПК куста №8	6,2 км	2015	14.308
Обустройство куста скважин № 8	14 скв	2015	39.521
Инженерная подготовка КП №16. Подъездная а/д к КП №16.	170 000 м3	2015	15.343
Инженерная подготовка КП №3а (86 000 м3)	50 000 м3	2015	3.639
ВЛ-10 кВ от т.вр.- куст №3 до КТПК 10/0,4 куста №3а (600 м)	600 м	2015	3.698
Обустройство куста скважин № 3а. ( 6 скв.)	6 скважин	2015	24.876
<b>ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА: УПГ, инсинератор</b>		2015	5.304
<b>ОБЪЕКТЫ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ</b>			
Напорный нефтепровод (компенсационные работы, рекультивация земель)	44 га	2 015	23,700
Высоконапорный водовод системы ППД от УЗА№4 до площадки к.6	2.7 км	2015	27.264
Обустройство куста скважин № 6 (11 скв)	11 скважин	2 015	8.386
Обустройство куста скважин № 5. (6 скв.)	6 скважин	2015	2.531
Обустройство куста скважин № 3. ( 22 скв.)	22 скважины	2 015	3.404
Энергокомплекс ГПЭС-3 МВт	9 МВт	2015	182.102
Телемеханика X месторождения		2 015	2.765
Незавершенное строительство		2015	1.162
Вахтовый жилой городок (АБК с общежитием (80 чел.), столовая на 25 пос. мест и вспомогательные сооружения)		2015	60.945

Дополнительно, учтены затраты на оборудование для одновременно-раздельной добычи нефти в размере 3 500 тыс.руб. за комплект, и одновременно-раздельной закачки воды в нагнетательные скважины в размере 3 500 тыс.руб. за комплект.

### ***Эксплуатационные затраты***

Эксплуатационные расходы на добычу нефти и газа определены в соответствии с «Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» по элементам сметы: вспомогательные материалы, электроэнергия, фонд оплаты труда, отчисления на социальное страхование, затраты по повышению нефтеизвлечения, прочие расходы, амортизация основных фондов, налоги и отчисления.

Текущие расходы рассчитаны на основе принятых норм затрат с учетом действующего фонда добывающих скважин, объемов добычи нефти и жидкости. Затраты на проведение ГТМ определены исходя из количества планируемых мероприятий и их стоимости.

Амортизационные отчисления начислены в соответствии с действующими в отрасли нормами амортизации.

### ***Ликвидационные затраты***

Действующий налоговый режим не предусматривает возможности формирования специального ликвидационного фонда путем регулярных отчислений, которые могли бы списываться недропользователем с налоговой базы при исчислении налога на прибыль. Списанию подлежат только фактически осуществленные затраты на ликвидацию скважин и оборудования, а также затраты на рекультивацию территории (Налоговый Кодекс РФ, Статья 265 (9)). Поэтому величина ликвидационного фонда определена в размере 10% от стоимости основных производственных фондов. Ликвидационные отчисления рассчитаны, как единовременные затраты по факту выбытия скважин из эксплуатации и оставшаяся сумма учтена в последний год разработки месторождения.

Ставки обязательных платежей и налогов, включаемые в себестоимость добычи нефти, взяты с учетом Налогового Кодекса РФ, действующих законодательных актов органов территориального и местного самоуправления.

Все, необходимые для экономических расчетов удельные стоимостные показатели: нормативы капитальных вложений, нормы текущих затрат, цена нефти, ставки налоговых отчислений приведены в таблице 1 приложения А.

### **3.3 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта**

На X месторождении выделен один объект разработки, представленный пластами ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>3</sub> и ЮС<sub>4</sub>, характеризующихся наличием запасов нефти категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

По состоянию на 01.01.2015 г. в действующем эксплуатационном фонде числится 56 скважины, из них 42 добывающих и 14 нагнетательных. Извлечено 1 477 тыс.т нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов по категории С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> составляет 5.2 %. В целом по месторождению рассмотрено четыре варианта разработки.

#### ***Объект ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>***

Схема разработки предполагает разбуривание залежи по обращенной площадной семиточечной схеме на основе наклонно-направленных и горизонтальных (длина ГС – 500 м) скважин с проведением ГРП во всех скважинах. Предполагается применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин нагнетательного фонда с объектом ЮС<sub>2-4</sub>

Фонд к бурению составят 463 скважины: 305 добывающих (из них 20 ГС) и 158 нагнетательных.

За расчетный период накопленная добыча нефти составит 10918.1 тыс. т. Потребность в капитальных вложениях по данному варианту определена в объеме 39 661,3 млн.руб. Эксплуатационные затраты, связанные с процессом добычи нефти и содержанием фонда скважин, за расчетный период составят 170913.7 млн.руб. Оптимизация проектных решений позволяет улучшить



экономическую составляющую проекта. Чистый дисконтированный доход от разработки данного объекта определяется в размере 7571.2 млн.руб. В бюджет государства будет перечислено 23 133.3 млн.руб. с учетом разновременной стоимости денег.

В пределах категории запасов  $C_1$  нефтеизвлечение на конец проектного периода составит 3037.2 тыс.т. нефти, что определяет потребность в капитальных вложениях в размере 9966.5 млн.руб. Текущие расходы на осуществление процесса добычи и транспортировки нефти генерируются в сумме 48003.8 млн.руб. Таким образом, разработка объекта в пределах категории запасов  $C_1$  является также экономически эффективной, чистый дисконтированный доход на конец расчетного периода равен 2963.8 млн.руб. В бюджет государства в виде налогов и платежей будет перечислено 9084.9 млн.руб. с учетом разновременной стоимости денег.

Результаты технико-экономических показателей за расчетный период по объекту ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup> представлены в таблице 7.

#### ***Объект ЮС<sub>2-4</sub>***

Предлагается разбуривание залежей по однорядной схеме размещения добывающего фонда на основе горизонтальных скважин длиной 500 м, расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин составляет 433 м, между добывающими скважинами в ряду 205 м. Бурение горизонтальных скважин осуществляется в интервалах пластов ЮС<sub>2-3</sub> с последующим бурением бокового ствола на пласт ЮС<sub>4</sub> с целью довыработки запасов в подошвенной части пласта. Предполагается проведение поинтервального ГРП и организация одновременно-раздельной закачки с объектом ЮС<sub>1</sub><sup>2</sup>

К бурению предлагается 321 скважина: 165 добывающих (из них 128 ГС) и 156 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти на конец расчетного периода составит 16 024.0 тыс. т. Необходимость в капитальных вложениях определена в размере 41 045.2 млн.руб., что на 23% ниже второго варианта. Текущие затраты

определятся на уровне 235 481.5 млн.руб. Реализация предложенных технологических решений экономически эффективна, чистый дисконтированный доход оценивается на уровне 6 384.5 млн.руб. Дисконтированный доход государства составит 37 893.1 млн.руб. (при дисконте 10%).

В пределах категории запасов  $C_1$  накопленная добыча нефти за расчетный период составит 3 992.3 тыс. т. нефти. Требуемый объем капитальных вложений определен в размере 10 787.3 млн.руб. Эксплуатационные затраты, связанные с процессом добычи нефти и содержанием фонда скважин, за расчетный период составят 59 786.3 млн.руб. Как показали проведенные расчеты, чистый дисконтированный доход положителен и составит 2 581 млн.руб., бюджетная эффективность фиксируется на уровне 13 066.3 млн.руб.

Результаты технико-экономических показателей за расчетный период по объекту ЮС<sub>2-4</sub> представлены в таблице 7.

### ***Месторождение в целом***

Предложенные технологические решения позволят извлечь 26 942.5 тыс.т. нефти за проектный период. Потребность в капитальных вложениях определена в объеме 80 706.5 млн. руб., что на 13.5% ниже варианта 3. руб. Эксплуатационные затраты на обслуживание процесса добычи и содержание фонда скважин оцениваются в размере 408 847.6 млн.руб. Реализация предложенных оптимизационных решений экономически оправдана, величина чистого дисконтированного дохода на конец проектного периода составит 13 561.6 млн. руб. Бюджетная эффективность определяется на уровне 61 189.6 млн.руб. с учетом фактора времени.

В пределах категории запасов  $C_1$  возможно извлечь 7 029.4 тыс. т. нефти, что потребует капитальных вложений в объеме 20 753.2 млн.руб. Текущие затраты, связанные с процессом добычи нефти и содержанием фонда скважин, за расчетный период аккумулируются в размере 107 886.9 млн.руб. Таким образом, как показали проведенные расчеты, разработка месторождения в

пределах категории запасов  $C_1$  также экономически эффективна. Чистый дисконтированный доход составит 5 318.5 млн.руб., бюджетная эффективность фиксируется на уровне 22 168.6 млн.руб. с учетом разновременной стоимости денег.

Результаты технико-экономических показателей за расчетный период по X месторождению представлены в таблице 7.

На X месторождении предполагается добыть за расчетный период 26 942.5 тыс.т. нефти, в пределах категории запасов  $C_1$  – 7 029.4 тыс.т.

Инвестиционные вложения для реализации рекомендуемого варианта предусмотрены в объеме 80 706.5 млн.руб. (при разработке месторождения в пределах категории запасов  $C_1$  – 20 753.7 млн.руб.). Наибольший удельный вес в структуре инвестиционных вложений – 51% (41 045.2 млн.руб.) приходится на разработку объекта ЮС<sub>2-4</sub>. В целом объем эксплуатационного бурения равен 2 526.9 тыс.м. Основной объем буровых работ планируется провести в период 2015-2040 гг. В структуре капитальных вложений 76% затрат приходится на бурение, 24% - на обустройство. Динамика освоения инвестиционных вложений приведена на рисунке 17.

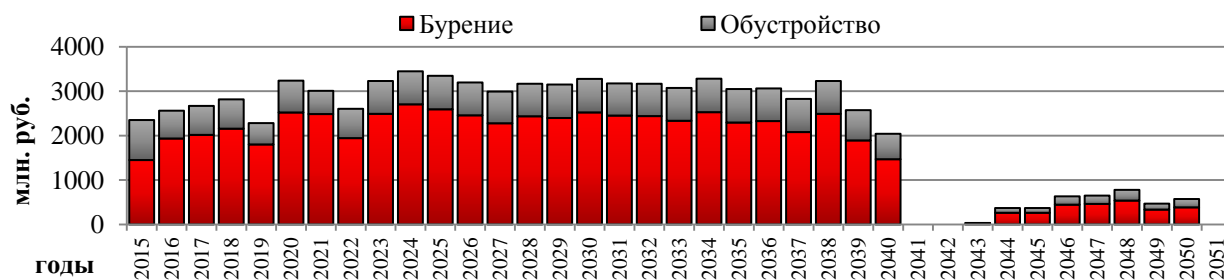


Рисунок 17 – Динамика капитальных вложений. X месторождение.

Выручка от реализации продукции оценивается в размере 455 401.8 млн.руб., из них 118 937.5 млн.руб. приходится на нефть категории запасов  $C_1$ . Величина совокупных расходов составит 534 602.6 млн.руб. Как показывают проведенные расчеты, получение прибыли возможно в течение 18 лет, то есть до 2030 года (рисунок 18).

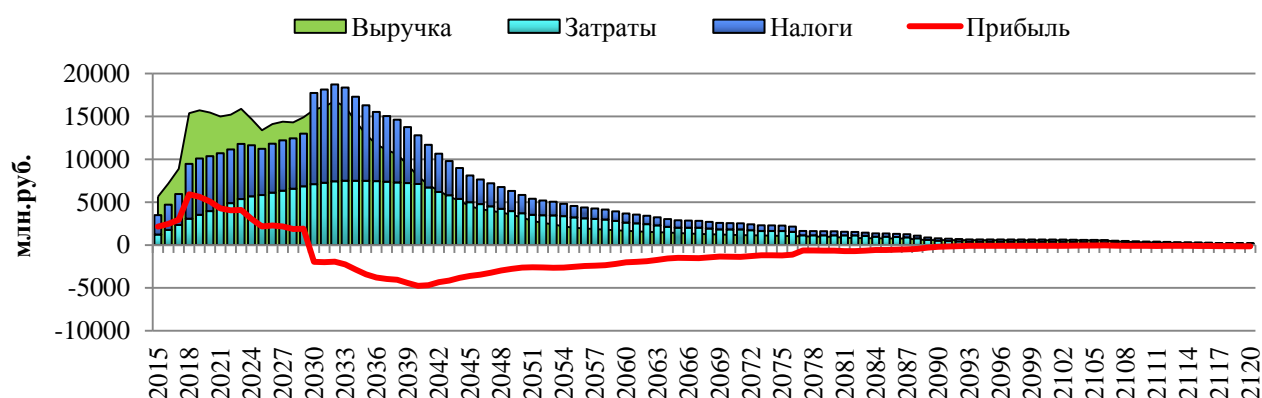


Рисунок 18 – Основные экономические показатели.

Инвестирование средств в разработку X месторождения является экономически целесообразным.

Выполненные расчеты показали, что финансирование инвестиционной части проекта, возможно за счет собственных источников (прибыли и амортизационных отчислений), привлечения заемных средств не потребуется. Значения всех технико-экономических показателей, свидетельствуют об экономической эффективности рекомендуемого варианта разработки X месторождения.

Таблица 7 – Основные технико-экономические показатели разработки.

Показатели	Ед. изм.	Объекты		Месторождение	
		ЮС <sub>1</sub> <sup>2</sup>	ЮС <sub>2-4</sub>	С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>	С <sub>1</sub>
<b>1. Система разработки</b>		Площадная семиточечная	Рядная на основе горизонтальных скважин	-	-
Вид воздействия		ППД			
Плотность сетки	га/скв.	21.7	18.7	-	-
Проектный уровень добычи: нефти	тыс.т.	597.2	644.0	1 136.5	474.3
жидкости	тыс.т.	2 284	1 897.7	4 064.3	2 036.7
Проектный уровень закачки воды	тыс. м <sup>3</sup>	2 373.1	1 655.6	3 586.9	2 131.0
Проектный срок разработки	годы	74	106	106	
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	10 918.1	16 024.0	26 942.5	7 029.4
Накопленная добыча нефти с начала раз-ки	тыс. т	12 264	16 155.0	28 419.0	8 506.0
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0.294	0.230	0.254	
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	509	331	706	293

в том числе: добывающих ННС / ГС	шт.	315/22	44/129	359/151	173/44
Продолжение таблицы					
нагнетательных	шт.	172	158	196	74
Средняя обводненность к концу разработки	%	98.0	98.0	98.0	98.0
Фонд скважин для бурения, всего	шт.	463	321	650	240
в том числе: добывающих ННС / ГС	шт.	285/20	37/128	322/148	137/41
нагнетательных	шт.	158	156	180	62
ЗБГС	шт.		42	42	27
ОРЭ	шт.	67	67	67	13
<b>2. Экономические показатели эффективности разработки</b>					
<b>Норма дисконта (10 %)</b>					
Чистый дисконтированный доход	млн.руб.	7 571.2	6 384.5	13 561.6	5 318.5
Внутренняя норма рентабельности	%	-	-	-	-
Индекс доходности затрат	д.е.	1.13	1.10	1.11	1.09
Индекс доходности инвестиций	д.е.	1.52	1.44	1.47	1.44
Срок окупаемости	лет	-	-	-	-
<b>Норма дисконта (15 %)</b>					
Чистый дисконтированный доход	млн.руб.	8 271.3	5 433.3	13 401.4	5 757.4
Внутренняя норма рентабельности	%	-	-	-	-
Индекс доходности затрат	д.е.	1.22	1.13	1.17	1.14
Индекс доходности инвестиций	д.е.	1.78	1.52	1.64	1.56
Срок окупаемости	лет	-	-	-	-
<b>3. Оценочные показатели</b>					
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн.руб.	39 661.3	41 045.2	80 706.5	20 753.7
в т.ч. на бурение скважин	млн.руб.	28 136.1	33 100.5	61 236.6	15 393.0
Эксплуатационные затраты на добычу	млн.руб.	170 913.7	235 481.5	408 847.6	107 886.9
Доход государства	млн.руб.	91 610.3	158 123.1	249 849.4	55 154.9
<b>Норма дисконта (10 %)</b>					
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн.руб.	14 591.9	14 495.6	29 087.5	12 313.2
в т.ч. на бурение скважин	млн.руб.	10 096.2	11 933.1	22 029.3	9 091.5
Эксплуатационные затраты на добычу	млн.руб.	29 801.0	39 332.7	69 503.7	29 817.6
Доход государства	млн.руб.	23 133.3	37 893.1	61 189.6	22 168.6
<b>Норма дисконта (15 %)</b>					
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн.руб.	10 646.5	10 388.9	21 035.4	10 330.8
в т.ч. на бурение скважин	млн.руб.	7 266.6	8 581.1	15 847.7	7 568.3
Эксплуатационные затраты на добычу	млн.руб.	17 565.5	23 991.0	41 855.1	21 216.3
Доход государства	млн.руб.	15 725.6	24 855.6	40 748.9	17 567.6

## 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 4.1 Производственная безопасность

Обслуживание установки подготовки нефти производит оператор по добыче нефти и газа.

Работник подвержен вредному воздействию как на территории производственных объектов, так и находясь за пультом управления в служебно-эксплуатационном блоке (таблица 8).

Таблица 8 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ оператора по добыче нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) контроль работоспособности измерительных приборов; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работы во взрыво- и пожароопасных помещениях; Работы за компьютером: 1) ведение рабочих журналов; 2) мониторинг параметров на экранах пульта.	1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Лестницы и площадки.	1. Жидкости, газы и запорные арматуры оборудования, находящиеся под давлением 2. Электрический ток; 3. Горючий газ; 4. Взрыво- и пожароопасность.	Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96; Требования по электробезопасности выполнены в соответствии с ГОСТ Р 12.1.019-2009 (ССБТ) «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-88; Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны ГН 2.2.5.1313 – 03; Естественное и искусственное освещение нормируется СП 52.13330.2011; ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

### **Анализ вредных производственных факторов**

**Превышение уровней шума и вибрации.** При эксплуатации УПН воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, а также в производственных помещениях. К факторам производственной среды, усугубляющим вредное воздействие вибраций на организм, относятся чрезмерные мышечные нагрузки, неблагоприятные микроклиматические условия, особенно пониженная температура, шум высокой интенсивности. Большое влияние на здоровье и работоспособность человека оказывает шум, который возникает при движении жидкости и газа в оборудовании, в насосных, в цехах УПН, при исследованиях и продувке скважин.

**Лестницы и площадки.** На территории УПН большое количество площадок, находящихся на высоте более 0,75 м, а также лестниц и переходов. В тёмное время суток либо при низких температурах и наличии наледи при несоблюдении требований правил безопасности на данных объектах возможно возникновение травмоопасной ситуации.

### **Анализ опасных производственных факторов.**

**Жидкости, газы и запорные арматуры оборудования, находящиеся под давлением.** Перемещение жидкости и газа по промысловому трубопроводу, коллекторам осуществляется под большими давлениями, обеспечиваемыми функционированием насосных станций. При срыве запорной арматуры либо обнаружении негерметичности емкостей и трубопроводов есть вероятность получения механических повреждений от оборудования, либо выходящей струёй жидкости (газа).

**Электрический ток.** Все процессы на УПН автоматизированы и наличие разветвленной электросети делает возможным поражение током в любом помещении при невыполнении правил безопасности либо нарушении функционирования элементов сети.

**Горючий газ.** Профессиональные отравления и заболевания возможны, только если концентрация токсичного вещества в воздухе рабочей зоны превышает предельно-допустимую концентрацию (ПДК).

Метан ( $\text{CH}_4$ ) - бесцветный газ, легче воздуха, горит бесцветным пламенем. В смеси с воздухом образует взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы взрываемости метана в смеси с воздухом составляют: нижний предел – 5% объемных, верхний – 15%; температура самовоспламенения – 357 °С. ПДК товарного газа равна 7000 мг/м<sup>3</sup>. Отравление возможно при вдыхании газа с воздухом. Отравление можно установить по следующим признакам: учащение пульса, ослабления внимания, увеличения объема дыхания [19].

***Взрыво- и пожароопасность.*** Температура воспламенения природного газа находится в пределах 750<sup>0</sup>С, а это температура любой электрической искры или даже кончика сигареты во время затяжки. Несоблюдения правил техники безопасности при работе с горючими газами, а также небольших их концентрациях в воздухе возможен взрыв газа и последующее распространение огня. Также взрывоопасными являются системы, которые работают под давлением (насосы).

#### **Мероприятия по защите от действия опасных и вредных факторов**

***Мероприятия по обеспечению условий микроклимата.*** Необходимая освещенность рабочего места осуществляется наличием общего и местного освещения, система общей вентиляции обеспечивает и поддерживает необходимую температуру в летний период, система отопления – в зимний в соответствии с требованиями СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [20]. Для работ на территории УПН оператор оснащен спецодеждой для различных температурных условий (утепленной – для зимнего периода, противомоскитной – для летнего, а также комплект для весенне-осеннего периода) комплект средств индивидуальной защиты (СИЗ) включает каску, очки, маски для обеспечения комфорта и безопасности при проведении работ.

***Мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией.*** При ежедневном воздействии на человека шум может привести к нарушению нормальной деятельности нервной и сердечно-сосудистой систем. Уровень звука не должен



превышать нормируемого по ГОСТ 12.1.003-76 – для рабочих мест не более 90 дБ [21]. Если допускается превышение этого уровня, работниками используются средства индивидуальной защиты (беруши и наушники).

***Мероприятия по предотвращению травматизма на лестницах и площадках.*** В соответствии с п. 31 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем рабочего либо обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м, - лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м. Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими шириной не менее 0,6 м и иметь, начиная с высоты 2 м, предохранительные дуги радиусом 0,35-0,4 м, скрепленные между собой полосами [22]. Все объекты содержатся в исправном состоянии, в зимнее время года очищаются от снега и льда, при оледенении посыпаются песком или мелким шлаком.

***Мероприятия, предотвращающие возможность травмирования оборудованием под давлением.*** Все имеющиеся на УПН сосуды, которые работают под давлением свыше 0,07 МПа, в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» до пуска их в работу должны быть зарегистрированы в журнале регистрации и внесены в книгу учета и освидетельствования сосудов, находящихся на балансе предприятия, (как зарегистрированных в органах Ростехнадзора, так и не подлежащих регистрации).

Сосуды, работающие под давлением должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях - внеочередному освидетельствованию.

**Мероприятия по электробезопасности.** Общие положения по защите от статического электричества:

- технологическое оборудование и внутрипромысловые трубопроводы для предотвращения опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества, должны быть заземлены.
- для ослабления генерирования зарядов статического электричества легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

**Мероприятия по защите работающего от воздействия вредных газов и веществ в производственной среде.** Рабочие обеспечиваются специальными СИЗ органов дыхания. Система вентиляции помещений предусматривает круглогодичный воздухообмен с окружающей средой.

**Мероприятия по взрывобезопасности.** Для исключения загазованности и образования взрывоопасной смеси в основных технологических цехах, а также в помещениях арматурных блоков печей огневого нагрева метанольной воды и насосной метанола, конденсата установлены датчики газоанализаторов. Устойчивость зданий и сооружений от взрыва достигается повышением их механической прочности и огнестойкости. Цеха, в которых размещено дорогостоящее оборудование, защищаются дополнительными устройствами, воспринимающими на себя давление ударной волны, или собираются из легких конструкций на основе алюминиевого сплава, которые при разрушении в меньшей степени повредят оборудование.

## **4.2 Экологическая безопасность**

На предприятиях нефтегазовой отрасли экологической проблемой являются: загрязнение воздуха выбросами в атмосферу, загрязнение почв, поверхностной и подземной воды.

### **Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

**Загрязнение атмосферы.** Основным источником выбросов в атмосферу оксида и диоксида углерода, серы является факельные системы.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы, которые содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

**Загрязнение почв и недр.** Почвы в условиях Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) – стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях естественным путем происходит длительное время – в течение 90 – 100 лет.

**Загрязнение поверхностных и подземных вод.** К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке нефти, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки, загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

### **Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

**Охрана атмосферного воздуха.** Наиболее радикальными методами решения экологии атмосферного воздуха газодобычи являются герметизация

оборудования, утилизация всех компонентов продукции скважин, недопущение газовых выбросов.

Основными мероприятиями по борьбе с загрязнением атмосферного воздуха промышленными выбросами являются:

- применение герметичного внутризаводского транспорта пылящих и выделяющих газы материалов;
- отказ от применения складов и резервуаров открытого типа для складирования отходов производства и продуктов.

Основные мероприятия, проводимые по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха, включают в себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ выбросов до нормальных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшение концентрации указанных вредных веществ.

***Охрана почв и недр.*** С целью предотвращения загрязнения почв осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом – специально разработанной для условия месторождений Крайнего Севера универсальной травосмеси;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период; ведомственной лабораторией предприятия планомерно производится контроль экологического состояния территории промыслов, промзоны, жилых поселков [23].

***Охрана поверхностных и подземных вод.*** Поверхностные и подземные воды подвергаются регулярному контролю, особенно водоемы, являющиеся источником питьевого водоснабжения объектов. За довольно большой промежуток времени не было негативного воздействия производственной деятельности на природную среду, что говорит о высоком достигнутом уровне охраны природной среды на данном предприятии [23].

#### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на установке комплексной подготовки газа:

- пожар, взрыв в результате воспламенения горючего газа;
- разрыв трубопроводов;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;
- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.

#### **Анализ наиболее вероятной ЧС на объекте исследования**

Технологические процессы транспорта и хранения нефти связаны с применением различных электроустановок, являющихся потенциальными источниками зажигания, к ним относятся наружные технологические сооружения, содержащие ЛВЖ или горючие газы (наружные технологические установки, резервуары, резервуарные парки и др.).

На перечисленных объектах причинами взрыва, пожара могут быть искры от электрического оборудования, открытое пламя, повышение давления в результате неполадок технологического оборудования, статическое электричество, разряд молнии.

**Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

На каждом производственном объекте (установке) оборудован склад аварийных средств и материалов, достаточных по количеству и номенклатуре для выполнения аварийных работ, связанных с возможным выделением сероводорода в воздух рабочей зоны.

Наружное пожаротушение на УПН осуществляется от кольцевой водопроводной сети через незамерзающие пожарные гидранты. Необходимые напор и расход воды в сети создаются стационарными пожарными насосами, установленными в насосной станции второго подъема.

Управление пожарными насосами осуществляется как по месту, так и дистанционно от кнопок управления на щите в операторной УПН. Резервный пожарный насос включается автоматически при остановке и падении давления нагнетания на рабочем насосе.

На площадке УПН установлено четыре резервуара хозяйственно-производственного и противопожарного запаса воды с огневым подогревом. Предусмотрена конструкция забора воды из резервуаров пожарными машинами. К резервуарам обеспечен свободный подъезд пожарных машин. На время пожара предусмотрено автоматическое отключение вентиляции.

Внутреннее пожаротушение осуществляется от пожарных кранов, установленных внутри помещения.

На канализационных сетях промышленных стоков во избежание прохода огня устроены гидравлические затворы. Все объекты зданий и сооружений предусмотрены не ниже II степени огнестойкости. С учетом отдаленности района строительства в проекте зданий и сооружений применены стальные конструкции рам с заполнением стен алюминиевыми панелями.

Производственные и подсобные помещения установки, сооружения и склады обеспечены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем в соответствии с действующими нормами.

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

##### **Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства**

Вахтовый метод представляет собой особую форму осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод предусматривает график работы месяц через месяц с предоставлением отпуска длительностью 1,5 месяца один раз в календарный год. Продолжительность рабочего дня для женщин составляет 11 часов, для мужчин 12 часов.

##### **Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя**

Работы, которые выполняются оператором по добыче нефти и газа, относятся к перечню тяжелых работ с вредными и опасными условиями труда. Так как работники привлекаются и в ночное время, то у них идет специальная тарификация рабочего времени.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате. Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Не смотря на крупные финансовые затраты, сложности в эксплуатации и обустройстве месторождений, разработка промышленных запасов месторождений Крайнего Севера остается очень рентабельной по причине высокого качества скважиной продукции, а также высоких значений получаемых объемов.

Анализ существующих методов разработки месторождений показал, что, несмотря на не всегда благоприятные климатические и геологические условия, правильно подобранная система разработки обеспечивает эффективное использование имеющихся энергетических и технологических ресурсов, совместно с достижением максимально возможных уровней добычи скважинной продукции.

Особенности геологического строения месторождений Крайнего Севера, связанные с большими размерами структур, изменчивостью коллекторских свойств, активным водонапорным бассейном, требуют разработки нетрадиционных подходов к их освоению, увязки геологических и промысловых критериев для обеспечения рационального использования недр, т.е. системного подхода к изучению геолого-технологических проблем.

Постепенно развивающаяся инфраструктура данного региона, постоянное совершенствование технологий, поиск новых альтернативных решений получения продукции требуемого качества, а также оптимизация существующих способов добычи пластового флюида и методов увеличения нефтеотдачи, и адаптация их к районам Крайнего Севера, позволяет эксплуатировать месторождения региона с высокими показателями экономической и технологической эффективности, а также минимизацией негативного воздействия на окружающую среду.



## Список используемых источников

1. Гриценко А.И., Дмитриевский А.Н., Ермилов О.М., Кирсанов А.Н., Зотов Г.А., Нанивский Е. М., Сулейманов Р.С. Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа. М., Недра, 1992, 368 с.
2. Ермилов О.М., Гордеев В.Н., Гацولاев А.С. Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2003, 78 с.
3. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М., Недра, 1999, 412 с.
4. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005, 407 с.
5. Трофимук А.А. О природе нефтеносных известняковых массивов Ишимбаева // Проблемы советской геологии, 1936, т. 6, № 11, с. 952—977.
6. Ященко И. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей / И. Ященко, Ю. Полищук, Е. Козин // Oil & Gas Journal Russia. – 2015. – № 11. – С. 64–70.
7. Якуцени В.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – С. 1-14.
8. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
9. Уляшев В.Е. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств и газоотдачи низкопроницаемых карбонатных коллекторов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.15.06 / Уляшев Валерий Егорович. – Москва, 1999. – 205 с.
10. Рыжов А.Е. Фильтрационно-емкостные характеристики низкопроницаемых карбонатных пород Астраханского и Карачаганакского

газоконденсатных месторождений в связи с разработкой: автореферат диссертации на соискание степени кандидата геол.-минер. наук: 04.00.17 / Рыжов Алексей Евгеньевич. – Москва, 1991. – 23 с.

**11.** Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: диссертация на соискание степени доктора технических наук: 05.15.06 / Пономарев Александр Иосифович. – Уфа, 2000. – 456 с.

**12.** Бухарметов В.Ю. Влияние геолого-промысловых факторов на эффективность ГРП в условиях Арланского нефтяного месторождения / В.Ю. Бухарметов, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. – Уфа: ООО «Монография», 2015. – С. 147–154.

**13.** Пепеляев Р.В. Разработка методики гидродинамических расчетов для низкопроницаемых коллекторов с учетом снижения проницаемости: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Пепеляев Роман Владимирович. – Москва, 2004. – 118 с.

**14.** Галеев Р.Р. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р.Р. Галеев, А.М. Зорин, А.В. Колонских, Г.И. Хабибуллин, Т.Р. Мусабилов, И.В. Судеев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 62–65.

**15.** Черевко М.А. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения / М.А. Черевко, К.Е. Янин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 74–77.

**16.** «Дополнение к технологической схеме Х месторождения» (протокол ЗС ТО ЦКР Роснедр по УВС № 81-12 от 25.12.2012 г.)

**17.** «Технологическая схема разработки Х месторождения» - протокол ТО ЦКР по ХМАО №987 от 21.12.2007 г.

- 18.** Фомкин А.В. Повышение эффективности нефтеизвлечения: необходимость и тенденции / А.В. Фомкин, С.А. Жданов // Бурение и нефть. – 2015. – № 4. – С. 14-19.
- 19.** ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы»
- 20.** СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
- 21.** ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
- 22.** ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 23.** Панов, Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г. Е. Панов, Л. Ф. Петрашин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1996. – 234 с.

# Приложение А

Таблица 1 – Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
<b>1</b>	<b>Цена реализации:</b>	
	- нефть на внутреннем рынке, руб./т.н.	13 235.00
	- нефть на внешнем рынке, долл./барр.	50.00
<b>2</b>	<b>Налоги и платежи:</b>	
	НДС, %	18
	НДПИ на нефть, объект ЮС12, руб./т. н.	
	2030 - 2043 гг.	7 579.11
	2044 – 2088 гг.	7 497.51 – 4 833.31
	НДПИ на нефть, объект ЮС2-4, руб./т. н.	
	2015 г.	2 820.52
	2016 г.	3 379.67
	2017 - 2029 гг.	3 890.99
	2030 – 2043 гг.	7 579.11
	2044 – 2043 гг.	7 497.51 – 4 369.07
	Таможенная пошлина на нефть, долл./т.н.:	
	2015 г.	105.85
	2016 г.	94.90
	с 2017 г.	83.95
	Налог на прибыль, %	20
	Налог на имущество, %	2.2
	Страховые взносы, %	30 / 10; 34
	Тариф на обязательное страхование от несчастных случаев, %	0.5
	Транспортные расходы – внешний рынок, долл./т.н.	25
<b>3</b>	<b>Капитальные вложения без НДС:</b>	
<b>3.1.</b>	<b>Эксплуатационное бурение:</b>	
	Стоимость 1 м бурения скважины, руб./ м.:	
	- наклонно-направленной скважины	18 053.0
	- горизонтальной скважины	31 423.0
	Зарезка бокового ствола, тыс. руб. опер.	33 037.0
	ГРП при бурении, тыс. руб. опер.	8 557.0
<b>3.2</b>	<b>Оборудование не входящее в сметы строек, тыс.руб./скв. общ.:</b>	
	- для бурения и нефтедобычи	3 300.0
<b>3.3</b>	<b>Промысловое обустройство:</b>	
	Сбор и транспорт нефти и газа, тыс. руб./скв.	14 085.7
	Заводнение нефтяных пластов, тыс.руб./скв.	9 860.0
	Энергоснабжение и связь, тыс. руб./скв.	895.8
	Автодорожное строительство, тыс. руб./скв.	4 417.6
	Оборудование для ОРД, ОРЗ, тыс. руб./скв.	3 500.0

	Обустройство кустов скважин (№№ 8, 3а, 6, 5, 3), млн. руб.	78.718
	Инженерная подготовка КП №3а (86 000 м3), млн. руб.	3.639
	Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №8 до УДР, млн.руб.	19.869
	Напорный нефтепровод, млн.руб.	23.700
	УПГ, инсинератор, млн.руб.	5.304
	Высоконапорный водовод системы ППД от УЗА№4 до площадки к.6, млн.руб.	27.264
	Высоконапорный водовод системы ППД от УЗА№2 до куста №8, млн.руб.	15.637
	Энергокомплекс ГПЭС-3 МВт, млн.руб.	182.102
	ВЛ-10кВ, млн.руб.	18.007
	Телемеханика X месторождения, млн.руб.	2.765
	Вахтовый жилой городок, млн.руб.	60.945
	Подъездная а/д к КП №8, №16, млн.руб.	46.007
	Незавершенное строительство, млн.руб.	1.162
	Природоохранные мероприятия, %	10
	Прочие затраты, %	10
<b>4</b>	<b>Эксплуатационные затраты</b>	
	Вспомогательные материалы, руб. /т. ж.	90.20
	Топливо, руб./т.ж.	21.23
	Электроэнергия на добычу жидкости, руб./т.ж.	22.63
	Электроэнергия на подготовку нефти, руб./т.н.	17.13
	Заработная плата ППП, тыс. руб./чел.-мес.	60.84
	Капитальный ремонт скважин, тыс. руб./скв. год	1 086.42
	Прочие денежные расходы, тыс. руб./скв. год.	5 538.08
	<b>Стоимость мероприятий, тыс.руб./опер.:</b>	
	Запуск скважины	1 400.0
	Перевод скважины под нагнетание	1 400.0
	ГРП	8 557
	Один фрак МГРП	3 785
	ОПЗ	800.0
	РИР	1 100.0
<b>5</b>	<b>Дополнительные данные:</b>	
	Норма амортизации, %	
	- скважин нефтяных	10
	- объектов обустройства	10
	- ОННС	20
	Удельная численность, чел./скв.	2.9